



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SÃO PAULO**  
**CAMPUS BAIXADA SANTISTA**  
**ENGENHARIA DE PETRÓLEO**



**YURI GOMES BALANCO**

**Análise da produção de óleos pesados com aplicação de combustão *in-situ***

**SANTOS - SP**

**05 de junho de 2019**

**YURI GOMES BALANCO**

**Análise da produção de óleos pesados com aplicação  
de combustão *in-situ***

Trabalho de Conclusão de Curso (TCC),  
apresentado ao curso de Engenharia de  
Petróleo da Universidade Federal de São Paulo  
– Baixada Santista, como requisito parcial à  
obtenção do título de engenheiro de petróleo.

Orientador: Prof. Dr. Anthony Andrey Ramalho Diniz

Coorientador: Prof. Dr. Edson Andrade Araújo

**SANTOS – SP**

**05 de junho de 2019**

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço primeiramente aos meus pais e minha irmã, por estarem sempre presentes em todos os momentos, pelo apoio, carinho, confiabilidade e exemplo, dando suporte a essa trajetória de minha vida.

Aos amigos e companheiros que conquistei no decorrer do curso, onde compartilhei momentos de estudos e de lazer.

Ao professor Anthony Andrey Ramalho Diniz, pela atenção e orientação durante a realização deste trabalho, que só foi possível graças ao seu suporte.

Ao professor Edson Andrade Araújo, da Universidade Federal do Pará - Campus de Salinópolis, que mesmo distante ajudou na coorientação do trabalho, com suas importantes contribuições dando todo suporte necessário. Agradeço também por proporcionar o acesso à ferramenta de simulação numérica (CMG) que viabilizou a realização do estudo.

Gostaria de agradecer a todos os docentes da Universidade Federal de São Paulo (UNIFESP) por todos os ensinamentos transmitidos e também a todos os funcionários.

A todos que contribuíram de alguma forma para a realização deste trabalho, meu muito obrigado.

Ficha catalográfica elaborada por sistema  
automatizado com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

B171a      Balanco, Yuri.  
Análise da produção de óleos pesados com aplicação de  
combustão in-situ. / Yuri Balanco; Orientador Anthony Diniz;  
Coorientador Edson Araújo. -- Santos, 2019.  
33 p. ; 30cm

TCC (Graduação - Engenharia de Petróleo) -- Instituto do  
Mar, Universidade Federal de São Paulo, 2019.

1. Combustão in-situ. 2. Métodos térmicos. 3. Métodos de  
recuperação avançada. 4. Óleo pesado. I. Diniz,  
Anthony, Orient. II. Título.

## RESUMO

Os óleos pesados vêm ganhando cada dia mais importância no cenário da indústria do petróleo, uma vez que a produção de óleos leves vem diminuindo. O principal desafio para efetuar sua produção está em sua viscosidade e densidade, que são elevadas, dificultando o escoamento pelo reservatório, poço e dutos de produção. Os métodos térmicos se tornam uma ótima opção nesse caso, pois aquecem o reservatório e, conseqüentemente, o óleo nele contido, fornecendo energia para o sistema, que atua em suas propriedades, reduzindo a viscosidade e favorecendo seu escoamento. Neste trabalho foi realizado um estudo da aplicação da combustão *in-situ* em um reservatório de óleo pesado, com características semelhantes aos reservatórios encontrados no Nordeste Brasileiro. Através da simulação numérica de reservatórios, verificou-se que, para o melhor caso de aplicação da combustão *in-situ*, foi possível obter um incremento de 26% na produção de óleo, quando comparada com a recuperação primária. O aumento na injeção de ar favorece o incremento no fator de recuperação, mas a partir de um certo patamar de injeção de oxigênio, a recuperação passa a ser reduzida. Dentre as três configurações de poços testadas, a configuração com dois poços injetores laterais e um poço horizontal produtor resultou em melhor fator de recuperação, mas seria necessário realizar uma análise de custos para identificar a configuração que realmente favoreceria o retorno econômico da operação.

**Palavras-chave:** Combustão *in-situ*. Métodos térmicos. Métodos de recuperação avançada. Óleo pesado.

## ABSTRACT

Heavy oils have been gaining more and more importance in the oil industry, once that light oil production has been declining. The main challenge to produce this kind of oil is its viscosity and specific gravity, which are high, making difficult the oil flows through the reservoir, well and production pipelines. The thermal methods are a good option for this case, because they heat the reservoir and the oil within, supplying energy to act in the oil properties, what reduces its viscosity and makes its flow easier. In this paper, it was performed a study of the application of in-situ combustion in a heavy oil reservoir, with characteristics similar to those ones found in Brazilian Northeastern. Through numerical simulation, it was verified that, for the best case of the application of in-situ combustion, it was possible increasing oil production in 26%, when compared to primary recovery. When the air injection is increased, it favors increasing oil production, but it has a limit from where the oil recovery begins to be reduced. Among the three tested well configurations, the application of two lateral injectors and one horizontal producer resulted in a better oil recovery, but it would be necessary performing an economical evaluation to identify the configuration with the highest economical return.

**Keywords:** *In-situ* combustion. Thermal methods. Enhanced oil recovery methods. Heavy oil.

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1.</b> Classificação dos métodos de recuperação .....	10
<b>Figura 2.</b> Comportamento do óleo - Viscosidade versus Temperatura .....	12
<b>Figura 3.</b> Esquema do método da Combustão <i>In-Situ</i> .....	12
<b>Figura 4.</b> Vista do reservatório e as diferentes configurações de poços .....	16
<b>Figura 5.</b> Fator de recuperação do óleo em função do tempo .....	21
<b>Figura 6.</b> Vazão de óleo em função do tempo .....	22
<b>Figura 7.</b> Mapa da viscosidade do óleo e isosuperfícies de temperaturas (1 dia, 6 meses e 2 anos) .....	23
<b>Figura 8.</b> Mapa da viscosidade do óleo e isosuperfícies de temperaturas (6 anos e 10 anos) .....	24
<b>Figura 9.</b> Mapa da fase sólida (coque) .....	25
<b>Figura 10.</b> Mapa dos perfis de pressão (1 dia e 6 meses) .....	26
<b>Figura 11.</b> Mapa dos perfis de pressão (2 anos, 6 anos e 12 anos) .....	27
<b>Figura 12.</b> Vazão de gás dos componentes injetados e produzidos .....	28

## LISTA DE TABELAS

<b>Tabela 1.</b> Classificação do óleo segundo a ANP conforme o °API .....	9
<b>Tabela 2.</b> Modelo de malha e propriedades do reservatório .....	16
<b>Tabela 3.</b> Componentes e suas frações mássicas iniciais .....	17
<b>Tabela 4.</b> Dados do modelo de reação .....	18
<b>Tabela 5.</b> Fator de recuperação de óleo para os casos simulados .....	19



## SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO .....	8
2. OBJETIVOS .....	14
3. MATERIAIS E MÉTODOS .....	15
4. RESULTADOS E DISCUSSÕES .....	19
4.1. Análise de sensibilidade dos parâmetros .....	19
4.2. Estudos de casos das condições operacionais .....	20
5. CONCLUSÕES .....	30
6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	31

## 1. INTRODUÇÃO

O cenário da indústria de Petróleo vem trazendo novos desafios para o sucesso da exploração e produção. Grandes reservatórios e altas profundidades trazem consigo desafios tecnológicos para que essas barreiras possam ser vencidas, possibilitando a execução dos projetos de perfuração e completação. Este cenário abrange reservatórios delgados, de óleos pesados, dificuldades para escoar o óleo até a plataforma, margem operacional estreita para o fluido de perfuração, em função dos baixos gradientes de fratura e camadas não consolidadas, dentre outros. (SEARS, 2001).

Destacamos como mais relevantes para este trabalho os reservatórios de óleos pesados e, conseqüentemente, a dificuldade para se escoar o óleo até a plataforma. Os óleos pesados vêm apresentando uma grande importância no cenário energético, uma vez que as reservas de óleo leve estão diminuindo, conforme o aumento do consumo de petróleo (SOUSA; MOTHÉ, 2008).

Segundo a ANP (2016), a produção de petróleo bateu seu recorde no mês de dezembro, superando 2.730 Mbbbl/d produzidos. Onde o grau API médio do óleo foi de 26,3, sendo que 32,3% foi considerado óleo leve, 44,1% óleo médio e 23,6% óleo pesado. A partir desses dados, vemos que aproximadamente 68% do óleo total produzido não provém de reservatórios de óleos leves, portanto, requerendo maior tecnologia para sua extração. A produção do pré-sal correspondeu a 46% desse total produzido.

No Brasil, a Bacia de Campos, no Rio de Janeiro, é o local de maior incidência de óleos pesados localizados em águas profundas (*offshore*). No cenário de poços de produção de óleo pesado em terra (*onshore*), se destacam os estados do Rio Grande do Norte, Ceará, Sergipe, Alagoas e Bahia localizados no Nordeste Brasileiro (MOTHÉ; JÚNIOR, 2007).

Dados da ANP (2011), mostram que um dos campos que teve o maior número de poços produtores foi o do Canto do Amaro (Bacia Potiguar). No cenário nacional da produção do petróleo, o estado do Rio Grande do Norte apresenta grande potencial, como demonstra os dados da ANP, entretanto, estatísticas nos mostram que entre 2000 a 2010, a produção de petróleo na Bacia Potiguar teve uma redução de 35% aproximadamente. Essa redução se

deve ao fato de que muitos poços dessa região estão em estágios avançados de exploração de petróleo por injeção de vapor, água e gás, sendo esses considerados campos maduros (entre 15 e 35 anos de produção), apresentando um declínio em sua produção, e podendo estar próximo de seus limites econômicos (ARAÚJO, 2012).

Assim, o método de Combustão *In-Situ* se mostra como uma alternativa de aplicação para esses campos maduros, os quais ainda podem apresentar uma saturação residual de óleo considerável (acima dos 30%), após a utilização de métodos já experimentados e consagrados pela indústria, necessitando de um método que tenha uma melhor eficiência para a retirada desses hidrocarbonetos que ainda se encontram no reservatório (ARAÚJO, 2012).

Na Tabela 1, podemos ver a classificação do óleo conforme as especificações da Agência Nacional do Petróleo conforme o grau API.

Comparado aos óleos leves, o óleo pesado apresenta um menor valor de mercado e ainda demanda tecnologias mais avançadas para sua produção. Porém, o mesmo vem ganhando destaque dentro das reservas espalhadas pelo mundo, uma vez que a produção de óleos leves vem diminuindo. O principal desafio para efetuar sua produção está em sua viscosidade e densidade, que são muito elevadas, dificultando o escoamento do mesmo do reservatório até a refinaria (MARTIN, 2014).

Tabela 1. Classificação do óleo segundo a ANP conforme o °API.

°API	Tipo de Óleo
$\geq 31$	Leve
$22 \leq \text{API} < 31$	Mediano
$10 \leq \text{API} < 22$	Pesado
$< 10^\circ$	Extra-pesado

Fonte: Martin, 2014, p.15.

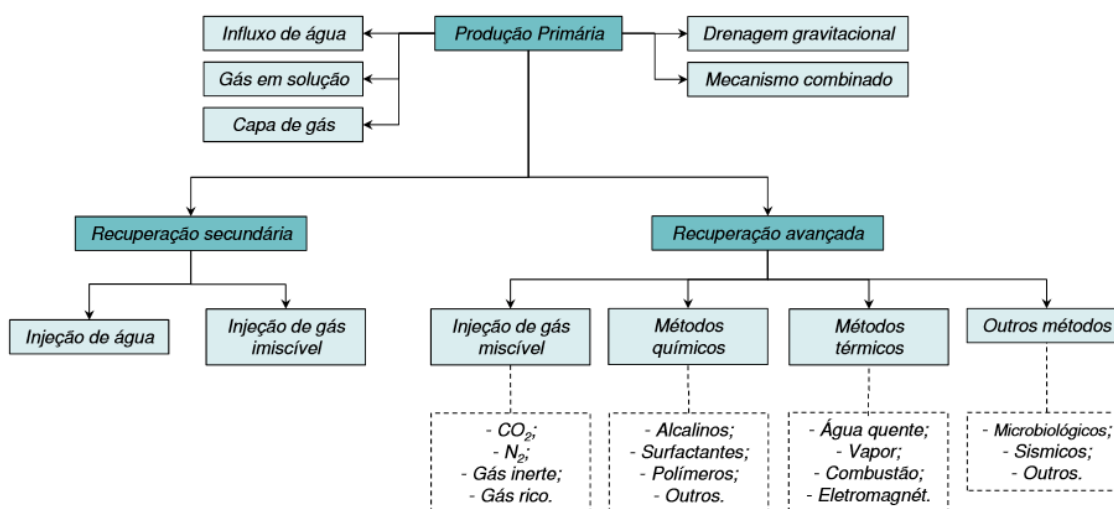
O óleo pesado, por ser mais viscoso e denso, acarreta em uma recuperação primária muito baixa e o uso de métodos convencionais não são economicamente eficientes, dificultando a operação e necessitando de uma tecnologia especial para que se consiga alterar as propriedades do óleo,

facilitando a produção do mesmo. Os métodos térmicos, que são métodos de recuperação avançada, utilizam de energia térmica para auxiliar a produção do óleo. Injeção de vapor, aquecimento eletromagnético e a combustão *in-situ* são exemplos desses métodos que viabilizam a produção de petróleo em campos que são considerados não comerciais para os métodos convencionais (RODRIGUES, 2008).

Temos na Figura 1, a classificação dos métodos de recuperação do óleo, divididos em produção primária, recuperação secundária e recuperação avançada, na qual destacamos os métodos térmicos.

Na figura 1 podemos observar que temos a recuperação primária, a qual utiliza da própria energia que está contida no reservatório em diferentes mecanismos, para realizar a produção de petróleo. Cessando-se esse meio de recuperação, passamos para a recuperação secundária, a qual faz uso de injeção de fluidos, para suprir a pressão ou energia que o poço está perdendo e, assim, ajudando a recuperar e produzir o petróleo, métodos estes que não são tão eficientes para óleos pesados, uma vez que estes necessitam de métodos que atuem em suas propriedades, alterando sua viscosidade e densidade. Sendo assim faz-se uso dos métodos de recuperação avançada, onde destacamos os métodos térmicos.

Figura 1. Classificação dos métodos de recuperação.



Fonte: Adaptado de Araújo, 2015, p.10.

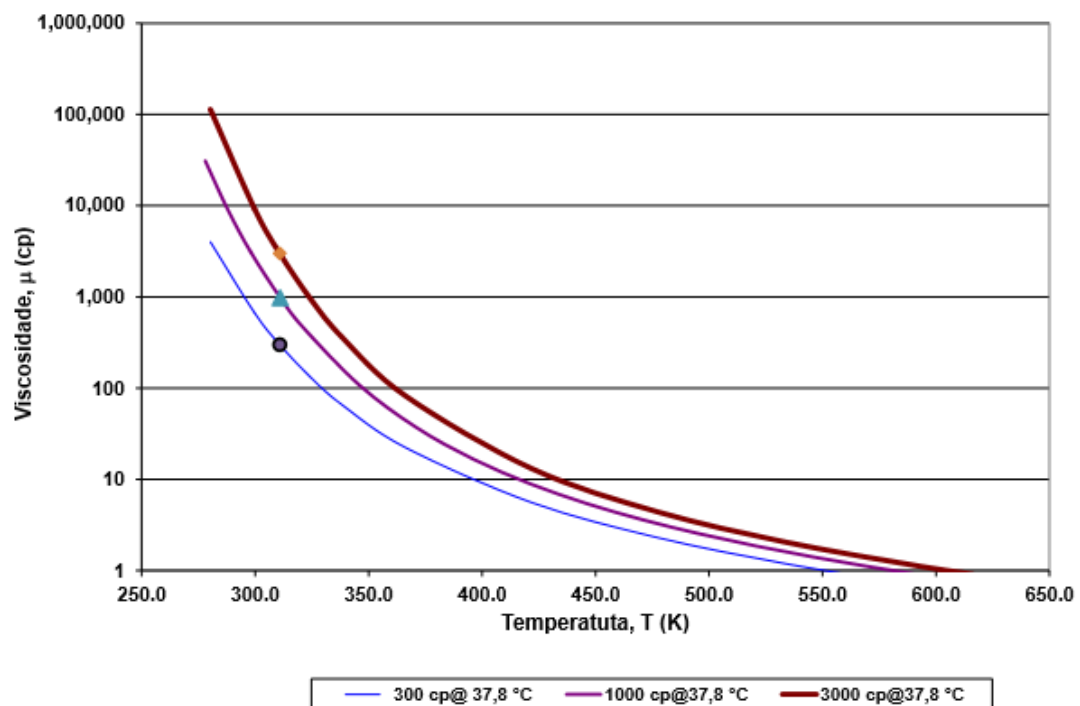
Os métodos térmicos, como o próprio nome já diz, têm o intuito de se aquecer o reservatório e conseqüentemente o óleo nele contido, fornecendo energia para o sistema como um todo e atuando em suas propriedades, reduzindo a viscosidade e favorecendo o escoamento do mesmo.

Na Figura 2 podemos analisar o comportamento dos fluidos quando são aquecidos, alterando a viscosidade do óleo.

Dentre os métodos de recuperação avançadas, térmicos, o presente trabalho irá destacar a técnica de Combustão *in-situ*, que produz calor dentro do reservatório, diferente da injeção de fluidos aquecidos, o qual o calor é gerado em superfície e transportado para o reservatório através de um fluido (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006).

Neste processo, há a injeção contínua de ar no reservatório, fazendo com que uma pequena porção do óleo entre em ignição, criando assim uma frente de calor, que irá se deslocar pelo reservatório, varrendo-o. Conforme há o avanço desta frente, o calor vai se dissipando e, conseqüentemente, diminuindo a viscosidade do óleo, aumentando sua mobilidade. Na reação de combustão, temos o comburente (oxigênio), o qual se combina com o combustível (óleo), liberando calor e formando produtos como água e dióxido de carbono, completando a reação (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006).

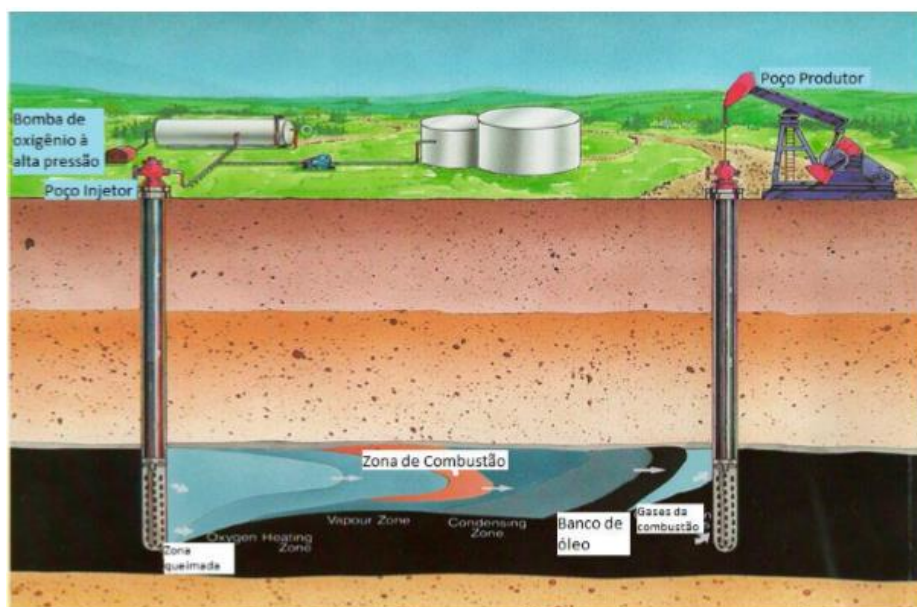
Figura 2. Comportamento do óleo - Viscosidade versus Temperatura.



Fonte: Araújo, 2015, p.13.

A Figura 3 mostra um esquema do método da Combustão *in-situ*, onde podemos ver a formação e deslocamento da frente de combustão criada no reservatório.

Figura 3. Esquema do método da Combustão *In-Situ*.



Fonte: Adaptado de Araújo, 2015, p.10.

Para que a combustão *in-situ* ocorra, temos como primeiro requisito a ignição do óleo, a qual, através dos processos de oxidação, pode ser espontânea ou necessitar de aquecimento, pré-aquecendo o ar de injeção ou por meio de injeção de ar com um produto químico oxidável (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006).

Conforme altas temperaturas são alcançadas durante a queima, as frações mais leves do óleo adiante da frente de combustão se vaporizam, formando um combustível de coque pesado ou depósito de carbono, que será queimado. Essa frente de componentes leves, ao entrar em contato com porções mais frias do reservatório, acabam por condensar. Após a queima de todo combustível depositado, a frente se move adiante ao longo do reservatório (MARTIN, 2004).

Todo esse calor que é gerado na zona de combustão, acaba por ser transportado adiante da frente por processos de condução, convecção de gases de combustão, vapores e líquidos e pela condensação de voláteis e de vapor (CHICUTA, 2009).

Para que a produção de óleo seja realizada o mesmo segue para o poço produtor por meio de mecanismos de deslocamento de gases de combustão, gradiente de pressão e água gerada pelas reações de oxidação (MARTIN, 2004).

## 2. OBJETIVO

Este trabalho teve como objetivo analisar a aplicação da combustão *in-situ* em um reservatório de óleo pesado, visando aumentar o fator de recuperação, com base na otimização dos parâmetros de vazão de injeção e concentração de oxigênio.



### 3. MATERIAIS E MÉTODOS

Nesta seção será apresentada as ferramentas computacionais que foram utilizadas para a realização da metodologia do trabalho, e os aspectos que são relacionados a essas ferramentas, como, o modelo de malha e propriedade do reservatório, as configurações dos poços, as condições operacionais e modelagem dos fluidos.

As simulações foram realizadas em um software de simulação de reservatórios da CMG (*Computer Modelling Group*). É oferecido pela empresa a ferramenta Builder que é utilizada na construção dos modelos de reservatórios, onde se possui três modelos de aplicação, são eles: IMEX (*Implicit-Explicit Black Oil Simulator*), STARS (*Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator*) e GEM (*Generalized Equation-of-State Model Compositional Reservoir Simulator*). Sendo o STARS escolhido para realizarmos nossas simulações com o método de Combustão *in-situ*, uma vez que esse se trata de um modelo térmico.

Outra ferramenta disponibilizada pelo grupo é a WinProp, essa que é utilizada para modelar as propriedades dos fluidos e o comportamento das fases no reservatório, seja em condições de superfície, como em condições de reservatório (GALVÃO, 2012). Não foi necessária a utilização dessa ferramenta, uma vez que o modelo de fluido utilizado foi o mesmo que aquele proposto por Araújo, 2015.

Por fim foi utilizado as ferramentas Results Graph e Results 3D para melhor visualização das simulações que foram realizadas, esses recursos ajudam a aumentar o entendimento e percepção dos processos de recuperação e do desempenho do reservatório.

Para o desenvolvimento deste estudo, foi modelado um reservatório homogêneo, com características do Nordeste Brasileiro. Na Tabela 2, podemos observar as dimensões da malha e as características do modelo.

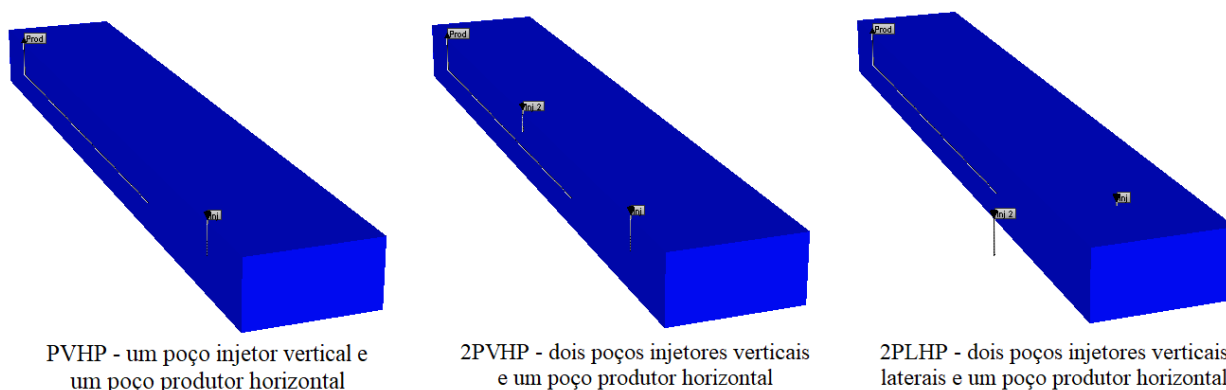
Tabela 2. Modelo de malha e propriedades do reservatório.

Área do reservatório (m <sup>2</sup> )	300 x 100
Espessura da zona de óleo, h (m)	20
Profundidade do reservatório (m)	200
Contato água-óleo (m)	220
Número total de blocos	14.973
Número de blocos em i, j, k	21, 31, 23
Permeabilidade horizontal (Kh, mD)	1000
Permeabilidade vertical (Kv, mD)	100
Porosidade (%)	30
Temperatura inicial (°F)	100
Pressão inicial (psi)	287,2

Fonte: Adaptado de Araújo, 2015.

Podemos observar, na Figura 4, os mapas 3D do modelo de reservatório estudado, no qual constam as diferentes configurações de poços utilizadas durante as simulações. Foi realizado um corte longitudinal simétrico para possibilitar a apresentação de informações mais pertinentes, assim conseguimos ver o interior do reservatório, exatamente onde se encontra o poço produtor horizontal e os demais poços injetores. Com isso quando os resultados forem apresentados mais adiante, conseguiremos ter uma melhor visualização das mudanças das propriedades que ocorrem dentro do reservatório.

Figura 4. Vista do reservatório e as diferentes configurações de poços.



O modelo de fluido que foi utilizado no estudo é composto por 6 pseudo-componentes: C1-C3, C4-C5, C6-C9, C10-C19, C20-C39, C40+ e por mais 4 componentes: água (H<sub>2</sub>O), gases inertes (CO<sub>2</sub> e N<sub>2</sub>) e oxigênio (O<sub>2</sub>) e um componente sólido, denominado coque, os quais são responsáveis pelas reações químicas que garantem o processo de queima. Na Tabela 3 podemos ver o agrupamento dos componentes e suas frações mássicas iniciais.

Tabela 3. Componentes e suas frações mássicas iniciais.

Água (H <sub>2</sub> O)	0,00000000
CO <sub>2</sub>	0,00398480
C1 – C3	0,07788000
C4 – C5	0,00326740
C6 – C9	0,00267920
C10 – C19	0,17299000
C20 – C39	0,47571000
C40+	0,26010000
Nitrogênio (N <sub>2</sub> )	0,00148444
Oxigênio (O <sub>2</sub> )	0,00000000
Coque (C)	0,00000000

Fonte: Adaptado de Araújo, 2015.

Foram consideradas um conjunto de 12 reações químicas, onde as reações 1 – 6 correspondem à oxidação, as reações 7 – 11 representam o craqueamento dos óleos e a reação 12 é a oxidação do coque. Nas reações de oxidação temos a produção de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) e água (H<sub>2</sub>O). Esse modelo cinético teve como base as reações químicas do estudo de Araújo (2015).

- **Reação 1:**  $C_{40+} + 73,80 O_2 \rightarrow 48,87 CO_2 + 49,87 H_2O$
- **Reação 2:**  $C_{20-39} + 41,90 O_2 \rightarrow 27,60 CO_2 + 28,60 H_2O$
- **Reação 3:**  $C_{10-19} + 23,84 O_2 \rightarrow 15,56 CO_2 + 16,56 H_2O$
- **Reação 4:**  $C_{6-9} + 11,23 O_2 \rightarrow 7,15 CO_2 + 8,15 H_2O$
- **Reação 5:**  $C_{4-5} + 6,93 O_2 \rightarrow 4,29 CO_2 + 5,29 H_2O$

- **Reação 6:**  $C_{1-3} + 2,11 O_2 \rightarrow 1,07 CO_2 + 2,07 H_2O$
- **Reação 7:**  $C_{40+} \rightarrow 0,44 C_{20-39} + 0,78 C_{10-19} + 1,68 C_{6-9} + 13,19 Coque$
- **Reação 8:**  $C_{20-39} \rightarrow 0,66 C_{10-19} + 1,42 C_{6-9} + 7,47 Coque$
- **Reação 9:**  $C_{10-19} \rightarrow 1,61 C_{6-9} + 4,22 Coque$
- **Reação 10:**  $C_{6-9} \rightarrow 0,61 C_{4-5} + 2,25 C_{1-3} + 1,96 Coque$
- **Reação 11:**  $C_{4-5} \rightarrow 2,73 C_{6-9} + 1,19 Coque$
- **Reação 12:**  $Coque + 1,25 O_2 \rightarrow CO_2 + 0,5 H_2O$

A ferramenta computacional “Builder” da CMG foi utilizada para ajustar os coeficientes estequiométricos das reações químicas. A energia de ativação e a entalpia das reações químicas que foram utilizadas para a realização deste trabalho foram adaptadas de Araújo (2015), e podem ser vistas na Tabela 4.

Tabela 4. Dados do modelo de reação.

	<b>Energia de Ativação (J/mol)</b>	<b>Entalpia da Reação (J/mol)</b>
<b>Reação 1</b>	76.258	1.893.930
<b>Reação 2</b>	76.258	10.517.286
<b>Reação 3</b>	76.258	10.517.286
<b>Reação 4</b>	76.258	4.890.403
<b>Reação 5</b>	76.258	4.890.403
<b>Reação 6</b>	76.258	4.890.403
<b>Reação 7</b>	66.989	46.520
<b>Reação 8</b>	66.989	46.520
<b>Reação 9</b>	66.989	46.520
<b>Reação 10</b>	66.989	46.520
<b>Reação 11</b>	66.989	46.520
<b>Reação 12</b>	66.989	53.498

Fonte: Adaptado de Araújo, 2015.

#### 4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste tópico podemos observar os principais resultados que foram obtidos durante as análises do trabalho. Foram discutidos pontos referentes ao processo de combustão *in-situ*, bem como avaliados: injeção de ar, configuração de poços e diferentes condições operacionais, as quais influenciam no fator de recuperação de óleo.

##### 4.1. Análise de sensibilidade dos parâmetros

A Tabela 5 contém 18 casos simulados para o modelo de fluido do Nordeste Brasileiro, o qual apresenta uma viscosidade de 883 cP, a vazão de injeção de ar variando em 5.000 m<sup>3</sup>/dia até se encontrar um modelo base, para testar as diferentes configurações de poços (PVHP – um poço vertical injetor e um poço horizontal produtor, 2PVHP – dois poços verticais injetores e um poço horizontal produtor e 2PLHP – dois poços laterais injetores e um poço horizontal produtor), concentração de oxigênio e níveis do canhoneio para o percentual de óleo recuperado em 5, 10 e 20 anos de produção.

**Tabela 5.** Fator de recuperação de óleo para os casos simulados.

Caso	Óleo (u) cP	$Q_{inj\ ar}$ m <sup>3</sup> /dia	Config Poços	O <sub>2</sub> %	Canhoneio	FR %		
						5 anos	10 anos	20 anos
01	883	0	PVHP	21	12	0,54	1,10	2,36
02	883	5.000	PVHP	21	12	0,48	2,22	10,20
03	883	15.000	PVHP	21	12	3,65	10,43	17,20
04	883	20.000	PVHP	21	12	4,69	12,87	19,63
05	883	25.000	PVHP	21	12	5,84	14,80	20,93
06	883	30.000	PVHP	21	12	7,07	16,14	21,50
07	883	35.000	PVHP	21	12	8,20	17,02	22,00
08	883	40.000	PVHP	21	12	9,09	17,54	22,26
09	883	45.000	PVHP	21	12	9,50	17,52	21,02
10	883	50.000	PVHP	21	12	9,86	16,99	19,59

Caso	Oleo (u) cP	$Q_{inj\ ar}$ m³/dia	Config Poços	O <sub>2</sub> %	Canhoneio	FR %		
						5 anos	10 anos	20 anos
11	883	40.000	PVHP	50	12	-	-	-
12	883	40.000	PVHP	40	12	6,35	-	-
13	883	40.000	PVHP	30	12	8,66	13,53	13,74
14	883	40.000	2PVHP	21	12	9,39	14,33	-
15	883	40.000	2PVHP	21	10	9,10	14,16	-
16	883	40.000	2PVHP	21	8	9,51	14,57	-
17	883	40.000	2PVHP	21	6	10,43	15,35	-
18	883	40.000	2PLHP	21	12	3,15	18,32	28,21

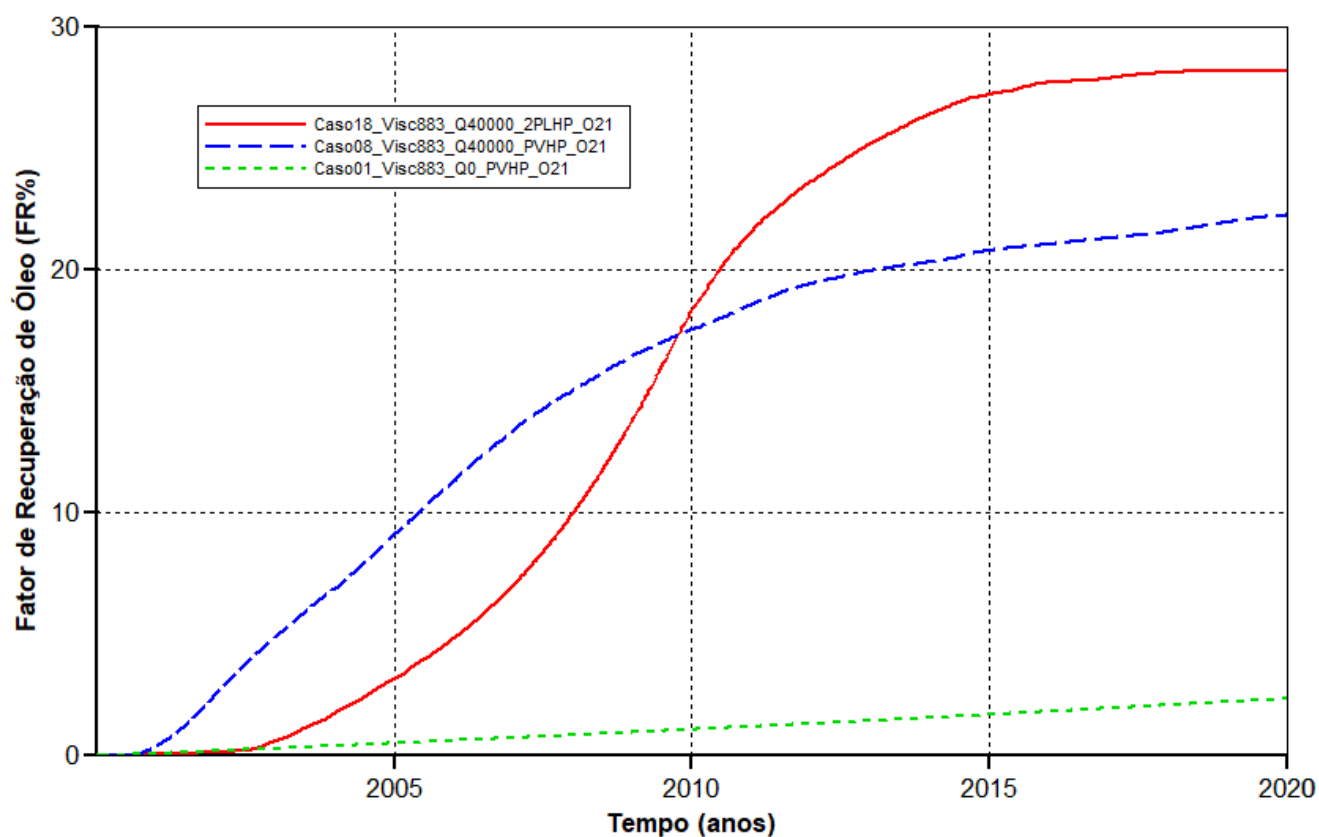
O primeiro caso da tabela apresenta a injeção de ar nula, fato este que foi simulado para nos mostrar o percentual de recuperação primária, apenas com a energia natural do reservatório. Em seguida, foi aumentada a injeção de ar de 5.000 em 5.000 m³/dia, em cada caso, chegando a um modelo base com a vazão de 40.000 m³/dia, mas quando ultrapassando esse valor, verificou-se que o fator de recuperação começou a cair. Com o modelo base estabelecido em 40.000 m³/dia, foram realizados testes com diferentes percentuais de oxigênio, não tendo sido observada mudança significativa nos resultados. Também foram testadas mudanças na configuração de poços, afim de otimizar o percentual de recuperação de óleo, primeiro utilizando a configuração 2PVHP, com diferentes níveis de canhoneio (12, 10, 8, 6) e depois a configuração 2PLHP, tendo esta última resultado em um maior fator de recuperação de óleo.

Assim destacamos os casos 08 e 18, por terem apresentado os melhores fatores de recuperação, tendo sido escolhidas para prosseguimento dos testes.

#### 4.2. Estudo de caso das condições operacionais

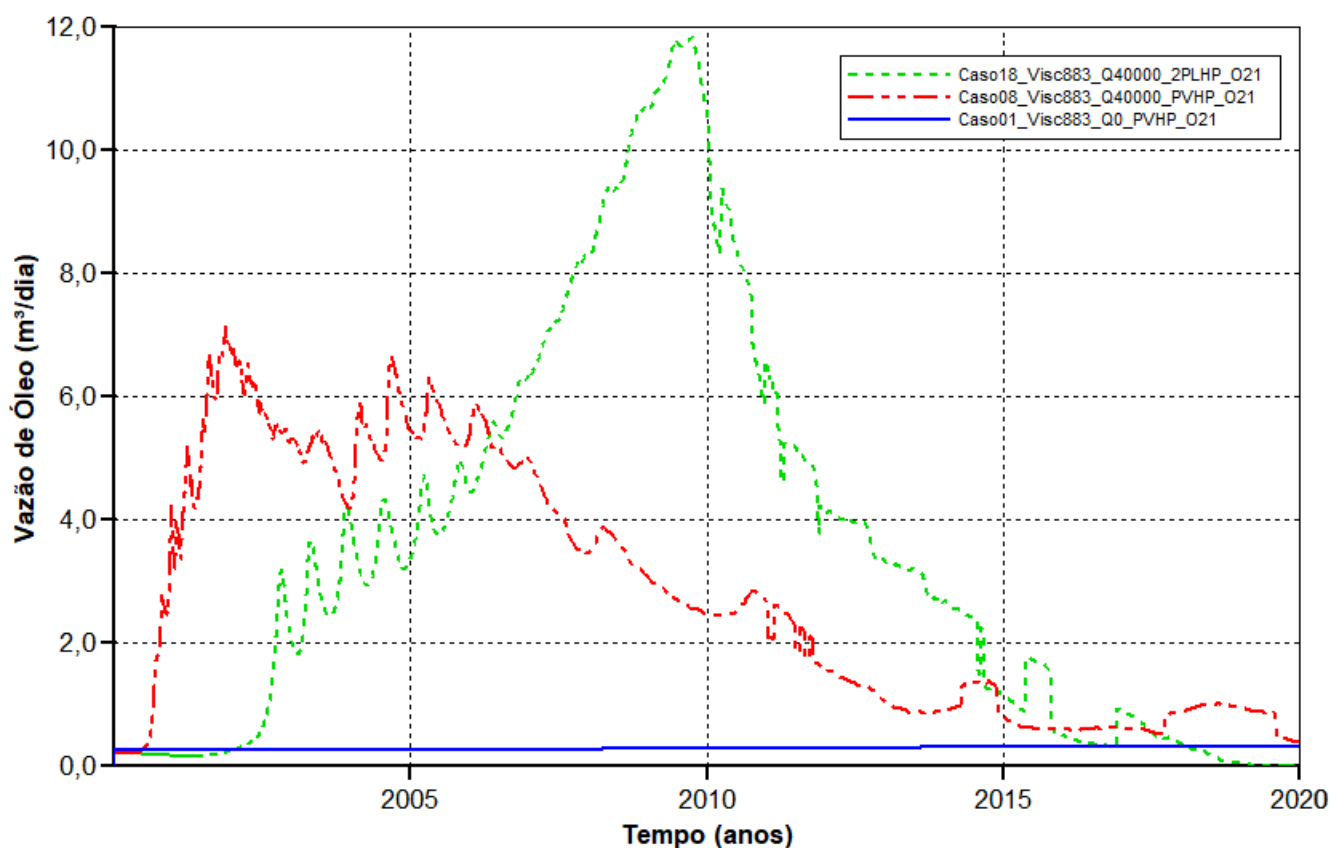
Para a análise das condições operacionais, além dos casos 08 e 18, também foi considerado o caso 01, para fins comparativos, por se tratar da recuperação primária. A Figura 5 apresenta as curvas do fator de recuperação do óleo em função do tempo para os casos citados.

**Figura 5.** Fator de recuperação do óleo em função do tempo.



Comparando o caso 01 com os demais, podemos perceber que o incremento de energia através da injeção de ar altera as propriedades do reservatório, mais adiante veremos nos mapas de saturação 3D que uma frente de combustão se cria, aumentando a pressão do reservatório. Com isso o calor criado pela frente faz com que a viscosidade do óleo seja reduzida, melhorando o escoamento do óleo e aumentando o seu fator de recuperação.

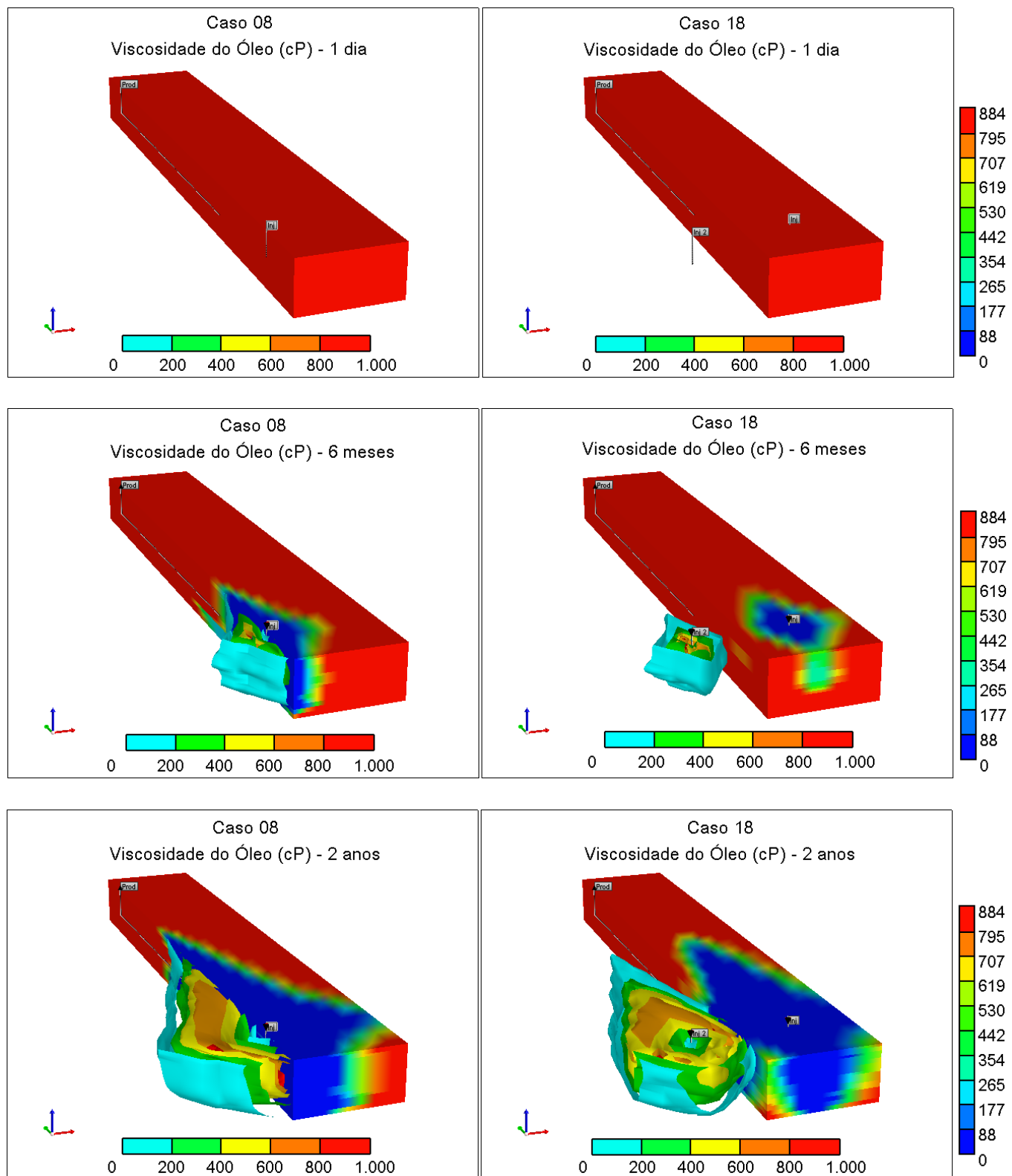
A Figura 6 mostra a taxa de vazão de óleo em função do tempo, onde é possível observar que não há uma manutenção constante da vazão ao longo dos 20 anos, tendo o caso 08 apresentado uma maior vazão nos primeiros 5 anos e um declínio a partir desse período, até o tempo final de projeto. O caso 18 apresentou um pico, entre 2009-2010, bem como um declínio, a partir desse período, até se completar os 20 anos.

**Figura 6.** Vazão de óleo em função do tempo.

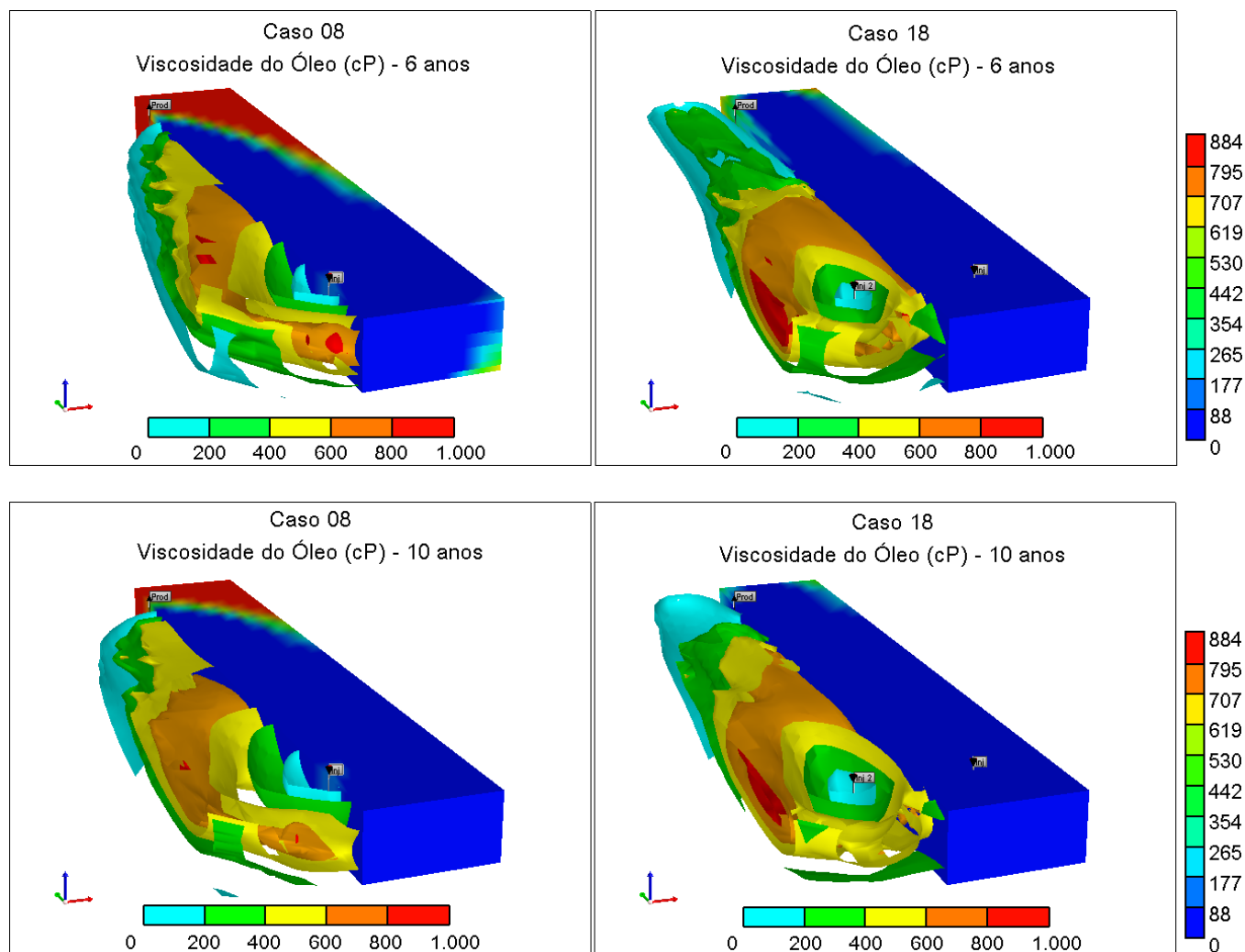
O ganho da vazão de óleo dos casos 08 e 18, quando comparados com o caso 08, deve-se às altas temperaturas que o modelo de combustão *in-situ* consegue atingir. Assim, a Figura 7 mostra os mapas 3D da viscosidade do óleo, com isosuperfícies de temperaturas para os períodos de 1 dia, 6 meses, 2 anos, 6 anos e 10 anos, para os dois casos de maior recuperação de óleo (Caso27\_Visc883\_Q40000\_2PLHP\_O21 e Caso15\_Visc883\_Q40000\_PVHP\_O21). Podemos observar que a figura possui duas escalas de cores, sendo a localizada na margem direita referente à viscosidade do óleo (cP), e as localizadas na parte inferior das imagens referentes às isosuperfícies de temperaturas (°F).



**Figura 7.** Mapa da viscosidade do óleo e isosuperfícies de temperaturas (1 dia, 6 meses e 2 anos).



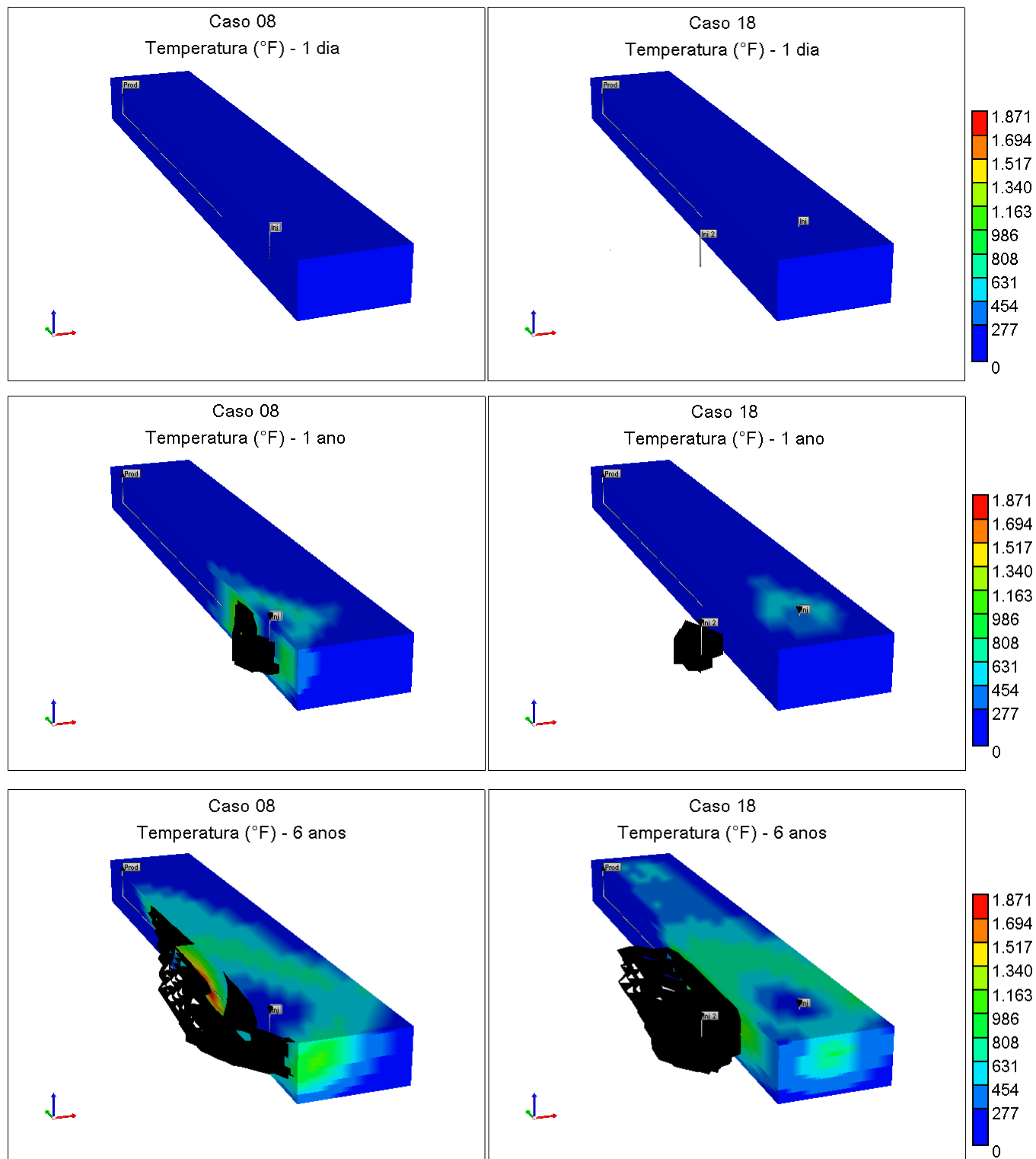
**Figura 8.** Mapa da viscosidade do óleo e isosuperfícies de temperaturas (6 anos e 10 anos).



Nas Figura 7 e 8 é possível observar a formação e evolução da frente de combustão nos períodos analisados. Uma vez que a temperatura vai aumentando, atingindo aproximadamente 1.000°F, a viscosidade do óleo vai diminuindo, o que favorece o escoamento do mesmo pelo poço produtor. Após o período de 10 anos de simulação, conseguimos perceber que a configuração de 2 poços laterais injetores (2PLHP) consegue atingir uma área maior do reservatório, diminuindo sua viscosidade. Se analisarmos os dois casos, é notável a diferença de viscosidade próxima ao poço produtor, onde no Caso 08 se vê uma parte do reservatório em vermelho indicando alta viscosidade, a qual não pode ser notada no caso 18. Sendo assim, podemos associar a diferença no fator de recuperação, de caso para o outro, que é de aproximadamente 6%.

A Figura 9 apresenta mapas 3D indicando a formação do coque, que é a fase sólida do sistema de combustão, as análises foram feitas nos períodos de 1 dia, 1 ano e 6 anos. O coque é a região preta, a qual vai se depositando no reservatório, como produto da queima do óleo.

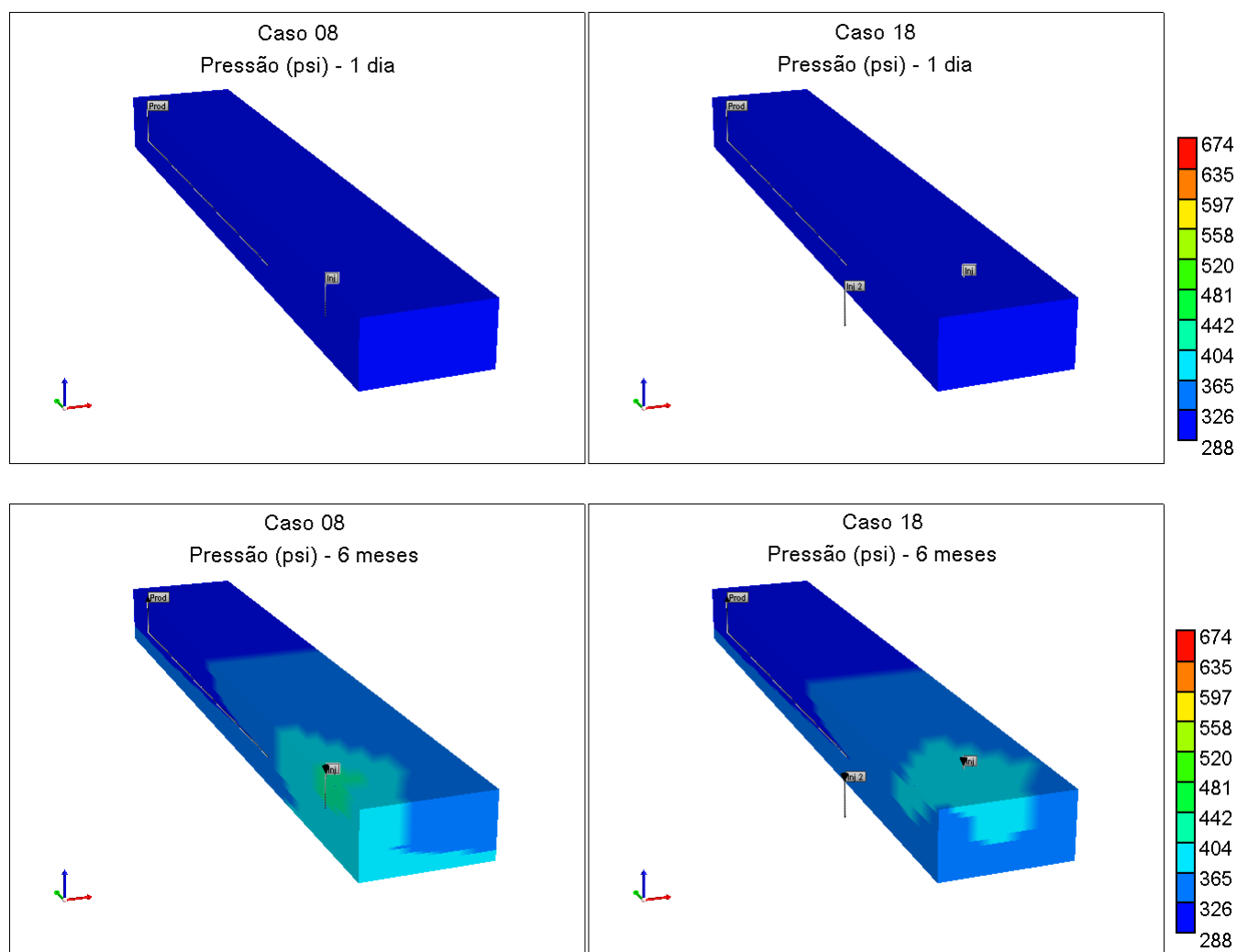
**Figura 9.** Mapa da fase sólida (coque).



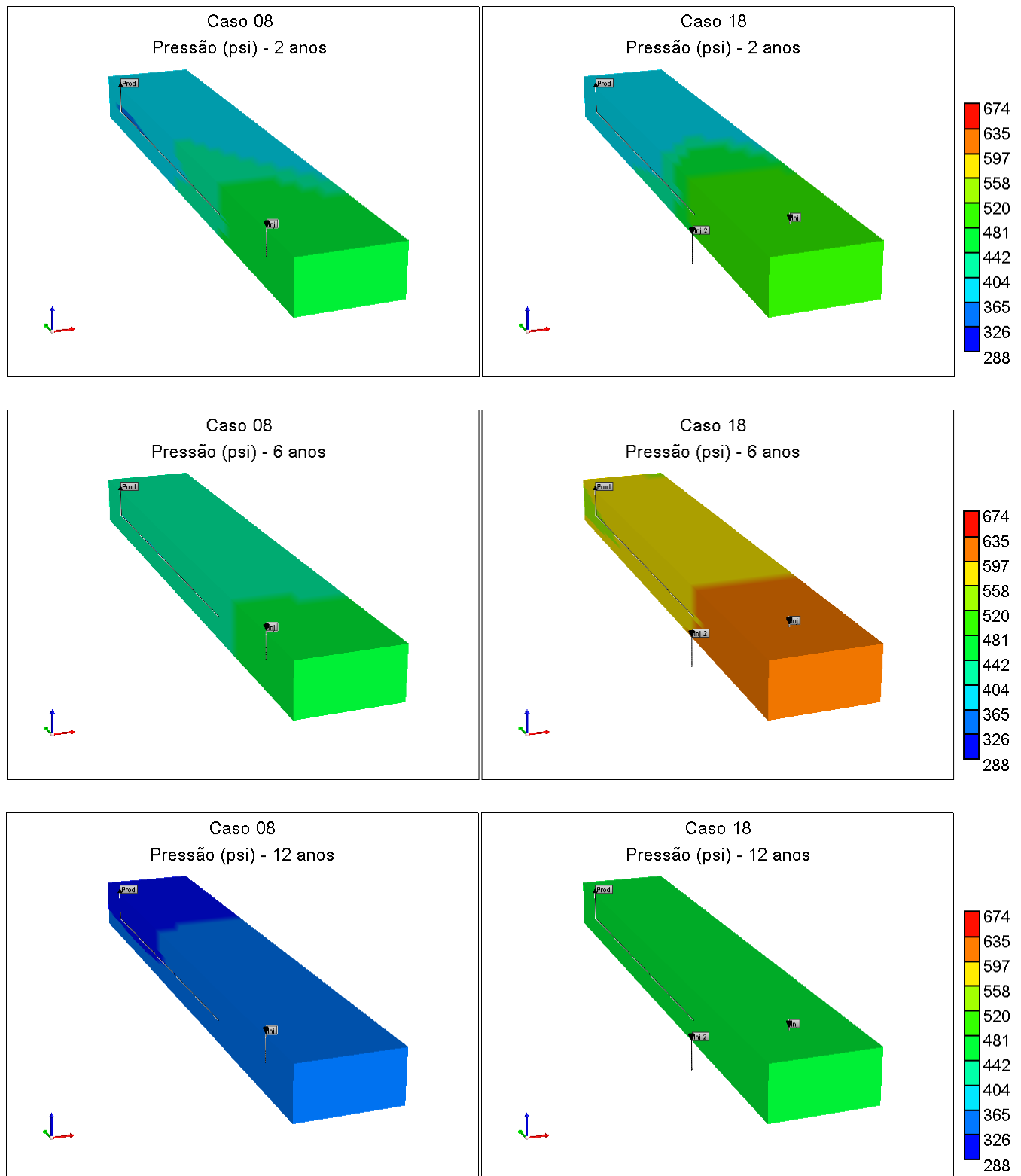
É possível relacionar a quantidade de coque produzido nessa fase com a temperatura que é gerada pela frente de combustão, uma vez que quanto maior for a temperatura alcançada, maior será a quantidade de coque produzido.

Nas Figuras 10 e 11 temos a visualização dos perfis de pressão do reservatório em 1 dia, 6 meses, 2 anos, 6 anos e 12 anos. Ao redor do poço injetor vertical temos um aumento da pressão, que é proporcionado pela injeção de ar nos mesmos. Com o passar do tempo, essa pressão vai se estabilizando por todas as regiões do reservatório através do gradiente de pressão.

**Figura 10.** Mapa dos perfis de pressão (1 dia e 6 meses).



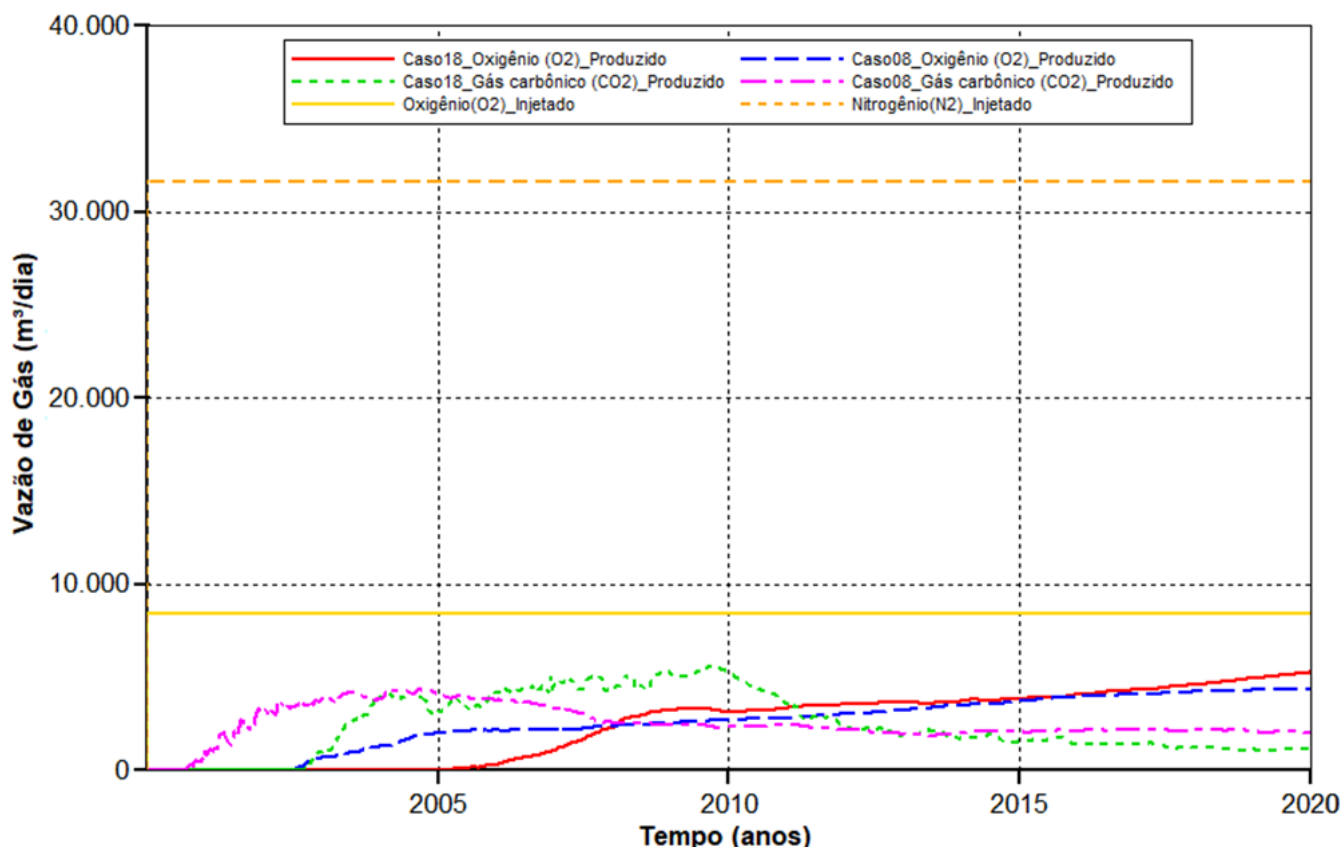
**Figura 11.** Mapa dos perfis de pressão (2 anos, 6 anos e 12 anos).



Podemos observar que o caso 18 atinge níveis maiores de pressão, favorecendo assim a produção de óleo e levando à diferença no fator de recuperação entre os casos analisados, como é mostrado na Tabela 5.

O consumo de oxigênio foi analisado através da vazão de gás em função do tempo, para o oxigênio (injetado e produzido), nitrogênio (injetado) e gás carbônico (produzido), que podem ser vistos na Figura 12.

**Figura 12.** Vazão de gás dos componentes injetados e produzidos.



A concentração de oxigênio ( $O_2$ ) e nitrogênio ( $N_2$ ) injetadas foram iguais às disponíveis no ar natural, que contém aproximadamente 21% de  $O_2$  e 79% de  $N_2$ , uma vez que se optou por não trabalhar com ar enriquecido. Para os casos estudados, a produção de oxigênio ( $O_2$ ) foi menor do que a quantidade injetada, indicando que o mesmo foi consumido por reações químicas, produzindo água ( $H_2O$ ) e gás carbônico ( $CO_2$ ) no reservatório, ao longo dos 20 anos de simulação. Esse consumo de oxigênio é de extrema importância, uma vez que níveis elevados de produção de oxigênio são de alta periculosidade. A produção de gás carbônico ( $CO_2$ ) apresenta maiores níveis nos primeiros 10 anos de simulação, declinando após isso, o que significa que as reações químicas ocorreram com maior intensidade nesses primeiros 10 anos. O nitrogênio ( $N_2$ ) por sua vez, acaba

por ser produzido na sua totalidade, pelo fato de não participar das reações químicas.

## 5. CONCLUSÕES

Podemos concluir, em nosso trabalho de análise da produção de óleo pesado com a aplicação de combustão *in-situ*, para o cenário de um reservatório com características do nordeste brasileiro, os seguintes pontos:

- O processo de combustão *in-situ* nos proporcionou um incremento no percentual de recuperação do óleo de aproximadamente 26% ao se comparar com a recuperação primária e ou natural.
- Há um incremento no percentual de óleo recuperado, conforme se aumenta a vazão da injeção de ar, porém podemos observar que há um limite máximo dessa injeção.
- A utilização de configuração com dois poços laterais injetores e um poço horizontal produtor (2PLHP) obteve um melhor fator de recuperação quando comparado com a configuração de um poço vertical injetor e um poço horizontal produtor (PVHP), porém seria necessário uma análise de custos para identificar qual caso traria uma melhor relação custo x benefício para a operação.



## 6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANP - AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Disponível em: <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 22 jan. 2019.

ANP. **Boletim da produção de petróleo e gás natural**, 2016. Disponível em: [http://www.anp.gov.br/images/publicacoes/boletins-anp/Boletim\\_Mensal-Producao\\_Petroleo\\_Gas\\_Natural/boletim\\_de\\_dezembro-2016.pdf](http://www.anp.gov.br/images/publicacoes/boletins-anp/Boletim_Mensal-Producao_Petroleo_Gas_Natural/boletim_de_dezembro-2016.pdf). Acesso em: 03 jun. 2019.

ARAÚJO, E. A. **Análise da produção de óleo e oxigênio na aplicação do processo de combustão in-situ**. 2015. Tese (Doutorado em Ciência e Engenharia de Petróleo), Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal.

ARAÚJO, J. S. **Estudo Paramétrico do Processo de Combustão in situ como Método de Recuperação Avançada de Petróleo**. 2012. Tese (Doutorado em Ciência e Engenharia de Petróleo), Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal.

CHICUTA, A. M. **Estudo Experimental sobre Recuperação de Óleo Pesado através da Combustão In-Situ**. 2009. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Universidade Estadual de Campinas. 2009.

CORIOLOANO, A. C. F; REIS, E. M; DELGADO, R. C. O. B. **A indústria do petróleo e os modelos de contrato para exploração e produção no Brasil**. Revista Eletrônica de Petróleo e Gás. [rUnPetro]. Ano 2, n. 1 - out.2013/mar.2014.

FIORILLO, C. A. P; FERREIRA, R. M. **Curso de Direito da Energia-Tutela jurídica da água, do petróleo e do biocombustível**. São Paulo: Saraiva, 2009.

Galvão, E. R. V. P. **Análise paramétrica da injeção de vapor e solvente em reservatórios de óleo pesado**, 2012. Tese (Doutorado em Ciência e Engenharia de Petróleo), Programa de PósGraduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2012.

MARTIN, G. O. **Estudo do processo de combustão in-situ usando poço produtor horizontal (toe-to-heel air injection) aplicado a um reservatório de óleo pesado**, 2014. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia de Petróleo) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte. 2014.

MORITIS, G. **Heavy oil expansions gather momentum worldwide**. Oil & Gas Journal, no. 14, p.31-38, 1995.

MOTHÉ, C. H; JUNIOR, Clenilson S. **Petróleo pesado e ultrapesado: Reservas e produção mundial**, TN Petróleo, Rio de Janeiro, n. 57,p. 76-81, nov/dez 2007.

RODRIGUES, M. A. F. **Estudo Paramétrico da Segregação Gravitacional na Injeção Contínua de Vapor**. 2008. 181 f. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal RN, 2008.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. de S.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência, 2006. 808 p.

SEARS, A.R., Worral, D.M. **The deep water opportunity**. Shell Exploration and Production Newsletter – Special Issue, dezembro de 2001.

SOUSA JUNIOR, C.S.; MOTHÉ, C. G. **Reservas e Produção Mundial de Petróleo Pesado e Ultrapesado**. Revista Brasileira de Tecnologia e Negócios de Petróleo, Gás, Petroquímica, Química Fina e Indústria de Plásticos, n. 57, p.76-81. Rio de Janeiro, Jan.2008.

THOMAS, J. E. (Organizador). **Fundamentos de engenharia de petróleo**. 2. Ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2004.